

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE TÉCNICA DO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD) E INJEÇÃO ALTERNADA VAPOR E ÁGUA (WASP)

AUTORES:

LUÍS FELIPE ALVES PAIVA DE BRITO, GLYDIANNE MARA DIOGENES FERNANDES, MARIANA BARBOSA MONTEIRO DE CARVALHO, THAYSE CAMILA SOUZA DE LIMA

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL

ANÁLISE TÉCNICA DO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA POR VAPOR (SAGD) E INJEÇÃO ALTERNADA VAPOR E ÁGUA (WASP)

Abstract

The Northeast of Brazil has a large amount of mature oil fields, which means that the recovery factors of such fields no longer have so much economic advantage for operators. As a way to overcome this situation, it may be suggested to use Enhanced Recovery Methods, which consist of techniques that introduce energy into the reservoir through fluids whose properties will provide an increase in production. Such fluids may be alkaline, surfactant and/or miscible polymers or gases, or fluids that enable the flow of thermal energy to the reservoir – the thermal methods. These methods are recommended for fields whose oil has high viscosity, as is the case in the Northeast Brazil basins, because with the increase of heat transfer, a decrease in flow resistance is obtained, which facilitates the arrival of oil in the production well. Steam-assisted gravity drainage (SAGD) combines two recovery methods: gravitational drainage, derived from the specific mass difference between the porous media fluids and the injected steam, currently dominant in the Northeastern Brazilian scenario. In this method, two horizontal wells are allocated, parallel to each other, to increase the recovery factor by injecting steam in the upper well and collecting the less viscous oil from the lower one. The energy introduced into the system by the shallowest well spreads through the reservoir, in the form of a vapor chamber, to its limits. Then there is a reduction of the viscosity of the oil which, by gravity, is drained into the deepest well. Water alternating steam process (WASP) represents an improvement in the steam injection method since it presents a decrease in oil production flow over time due to heat losses to the adjacent formation. By introducing water together with the steam, alternately, there is a reallocation of the energy distribution inside the reservoir, which allows the production of a larger volume of oil. WASP reduces the gas fingering tendency when it takes preferential paths and reaches the producing well before oil, increasing the vertical sweep efficiency and thereby reducing costs. This paper has as its fundamental purpose to evaluate, from a technical point of view, the efficiency of the application of the steam assisted gravity drainage (SAGD) and the water alternating steam process (WASP) in heavy oil fields of Northeast Brazil, comparing both methods. Therefore, several well configurations of the SAGD method will be investigated, as well as various well arrangements of the water alternating steam process (WASP), so that parameters such as accumulated oil production and recovery factor versus production time can be confronted.

Introdução

Os métodos de recuperação avançada podem ser divididos em: métodos térmicos, miscíveis e químicos – eles são aqueles que interagem com o reservatório e mudam suas propriedades visando facilitar o arraste dos hidrocarbonetos. Os térmicos abrangem a injeção de vapor, a combustão in situ, o aquecimento eletromagnético e a drenagem gravitacional assistida por vapor, enquanto que os miscíveis envolvem a injeção de CO₂, de gás natural e de nitrogênio e, por fim, os químicos englobam a injeção de polímeros, surfactantes e soluções alcalinas (ALMEIDA, 2015). Este trabalho foca nos métodos térmicos, mais especificamente, na drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) e na injeção de água alternada com vapor (WASP).

Os métodos térmicos são aqueles que se fazem presentes pela geração de energia térmica in situ ou pela injeção da mesma no reservatório. Esse método é muito utilizado em reservas de óleo pesado, pois o calor diminui a sua viscosidade, possibilitando um escoamento menos resistente para o poço produtor. A viscosidade diminui exponencialmente com o aumento da temperatura. Além disso, o calor expande os fluídos e a rocha e esse acréscimo de volume permite uma sustentação maior na queda de pressão do reservatório, resultando em maior energia para que os fluídos sejam expulsos. Por causa do calor, as frações mais leves do óleo são evaporadas e quando encostam na rocha mais fria, se condensam criando uma espécie de solvente que serve como um banco miscível na zona de vapor. (DINIZ, 2015).

O SAGD (steam-assisted gravity drainage) consiste em dois poços horizontais paralelos, sendo um injetor e outro produtor. O injetor está acima do produtor e introduz o vapor de forma contínua no meio poroso. Este, por sua vez, assume a forma de câmara na parte horizontal do poço que perpetua a temperatura do vapor injetado. Tal transferência de energia promove a redução da viscosidade do óleo que é drenado pelo poço injetor devido as forças gravitacionais. A configuração de poços horizontais é vantajosa pois permite o alcance de uma maior área pelo reservatório. (FERNANDES, 2016).

Já o WASP (*water alternating steam process*) é uma modalidade do processo de injeção de vapor, onde dois fluidos de densidades diferentes são introduzidos alternadamente por mais de um ciclo no reservatório. Tais fluidos são a água e o vapor. Esse método viabiliza a diminuição da segregação gravitacional e as tendências de canalização do gás, isto é, reduz a mobilidade do mesmo dentro do reservatório evitando que ele tome caminhos preferenciais para o poço produtor. Isso resulta numa melhora do varrido vertical do reservatório. (ROCHA, 2015).

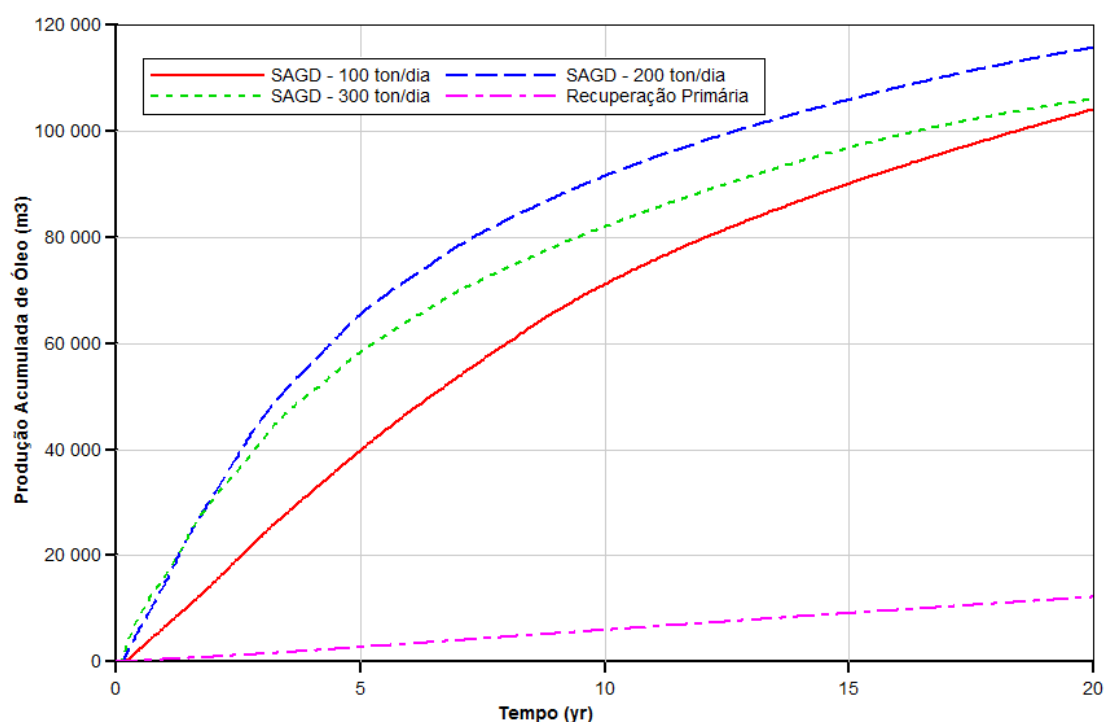
Metodologia

Simulou-se no STARS do CMG um reservatório de permeabilidade horizontal e vertical de 1000 e 100 mD, respectivamente, porosidade de 30%, temperatura inicial de 37,8 °C, média da saturação inicial de água conata de 36%, contato água-óleo de 220 m, profundidade de 200 m e condutividade térmica da rocha, da água, do óleo e do gás de 1.72, 0.63, 0.13 e 0.043, respectivamente. Já as condições do modelo base foram: temperatura do vapor de 287,7 °C, título do vapor de 50%, pressão máxima no poço injetor de 1043,9 psi, pressão mínima no poço produtor de 28,5 psi, distância entre o injetor e o produtor de 5 m e comprimento dos poços igual a 510 m. As frações molares dos pseudo-componentes do óleo pesado (13700 cP @ 37,8 °C) foram: 0.72% (CO₂-N₂), 10.35% (C₁-C₃), 0.37% (C₄-C₆), 20.59% (C₇-C₂₀), 14% (C₂₁-C₃₉) e 53.97% (C₄₀+).

Resultados e Discussão

Foram simulados cenários de SAGD com uma vazão de injeção de 100 ton/dia, 200 ton/dia e 300 ton/dia e comparou-se com a recuperação primária de óleo. Como explicitado o método SAGD representa uma injeção de vapor no reservatório que é potencializada pela segregação natural, com um poço injetor acima de um produtor. Já a recuperação primária trata dos mecanismos de produção de um reservatório são as estruturas que permitem que o fluxo de hidrocarbonetos se dê pelo poço. Através das forças capilares, gravitacionais e viscosas, o óleo, gás e água presentes em rochas reservatórios podem se mover. São quatro os tipos de mecanismos de produção: gás em solução, capa de gás, influxo de água e segregação gravitacional. Nesses mecanismos, ao contrário dos métodos de recuperação, não existe a introdução de energia artificial no reservatório. A comparação entre os quatro cenários pode ser vista na Figura 1.

Figura 1 – Produção acumulada de óleo em m³ dos SAGD de 100, 200 e 300 ton/dia e da recuperação primária.

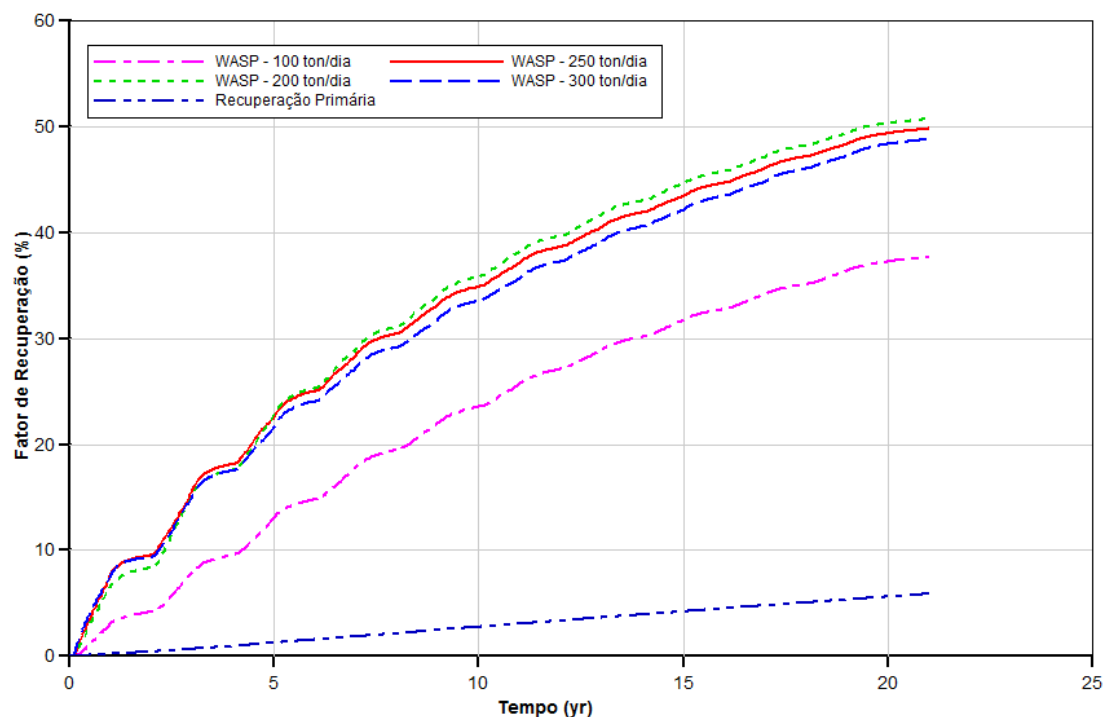


Fonte: Autores (2019).

Como esperado, os resultados do SAGD apresentaram maior produção acumulada de óleo nos 20 anos de simulação do que os da recuperação primária. Dentre as simulações SAGD, a vazão de 100 ton/dia denotou menor valor de produção acumulada de óleo porque a quantidade de calor transferido ao reservatório é insuficiente para reduzir a viscosidade dos hidrocarbonetos e a área drenada é limitada. Já no cenário de 200 ton/dia de injeção de vapor, nota-se um aumento considerável de volume de fluido recuperado. Pode-se perceber, também, que a curva de 300 ton/dia é menor que a de 200 ton/dia, indicando que no caso de maior vazão de injeção, o vapor toma caminhos preferenciais, furando o banco de óleo, e chegando ao poço produtor antes do tempo ideal. Isso denota uma baixa eficiência de varrido, resultando num valor menor de produção acumulada de óleo.

Em contrapartida, simulou-se cenários de WASP com poço horizontal e vazões de injeção de 100 ton/dia, 200 ton/dia, 250 ton/dia e 300 ton/dia, e comparou-se os resultados com os da recuperação primária. De forma análoga ao SAGD, observa-se que todos os cenários de WASP tem produção de óleo e, consequentemente, fator de recuperação, maior que a recuperação primária e o cenário cuja vazão de injeção é de 100 ton/dia apresenta menor produção. Esses resultados podem ser vistos na Figura 2.

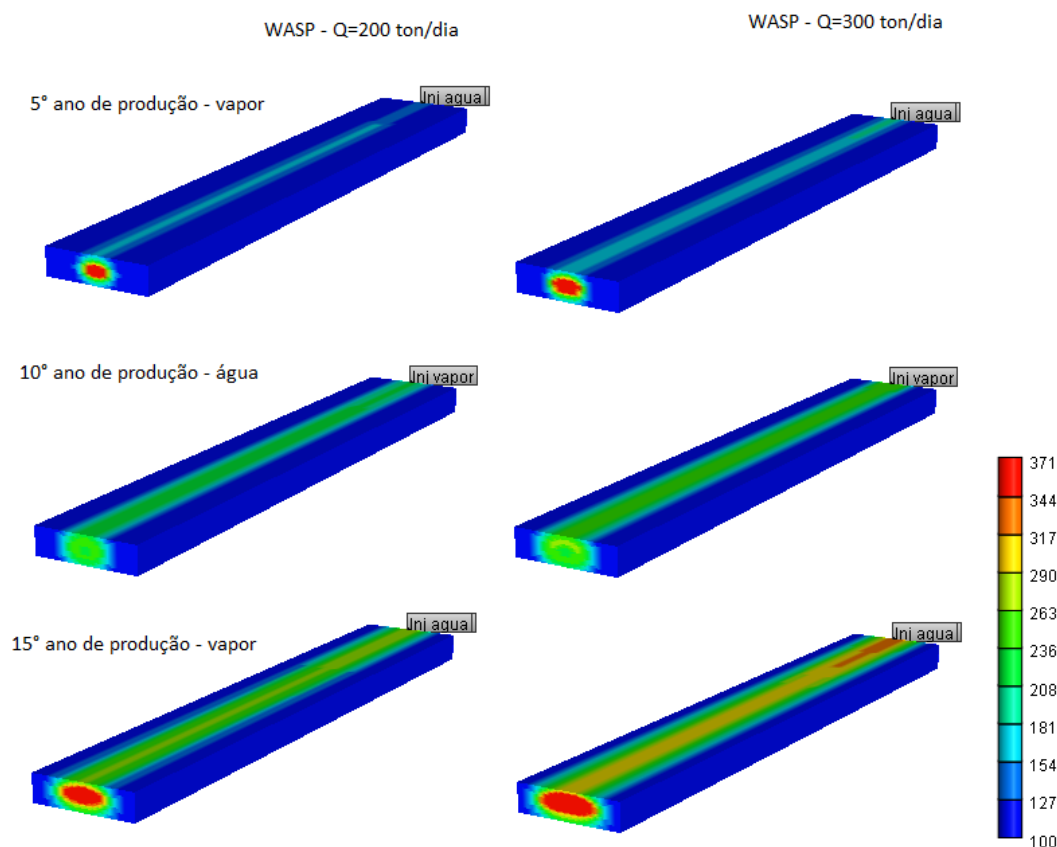
Figura 2 – Fator de recuperação dos WASP de 100, 200, 250 e 300 ton/dia e da recuperação primária.



Fonte: Autores (2019).

Uma explicação para que a vazão de 200 e 250 produza mais que a vazão de 300 é que como mais vapor é injetado no último cenário, mais água também é. Por causa disso, o reservatório sofre uma diminuição de temperatura que denota falha em um dos objetivos principais dos métodos térmicos: reduzir a viscosidade do óleo para que ele escoe de forma mais eficiente para o poço produtor. Tal inferência é feita a partir da análise dos modelos 3D resultantes do STARS, expostos na Figura 3.

Figura 3 – Modelos 3D da injeção WASP com poço horizontal de 200 e 300 ton/dia com a propagação da temperatura no reservatório.

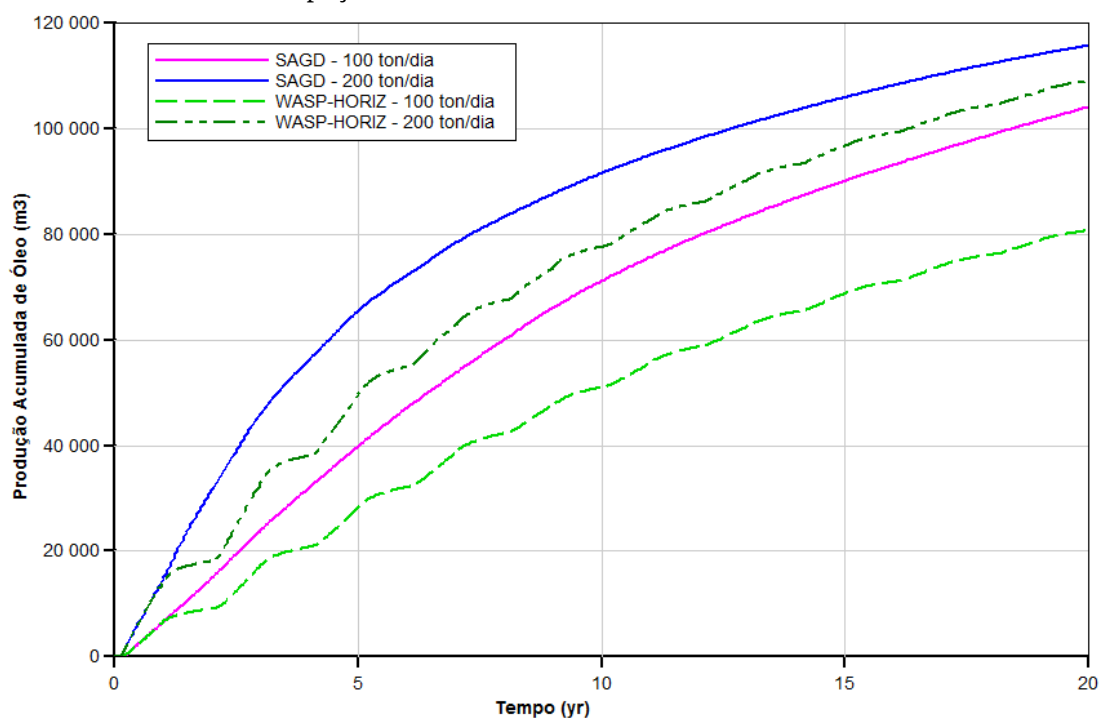


Fonte: Autores (2019).

Na Figura 4, estão comparadas as produções acumuladas dos métodos SAGD e WASP com poço horizontal, com vazões de injeção de 100 e 200 ton/dia. É notável que a maior produção é a de SAGD com 200 ton/dia de injeção, seguida da WASP com poço horizontal de 200 ton/dia, do SAGD de 100 ton/dia e do WASP horizontal de 100 ton/dia. Isso indica que o método SAGD é mais eficiente que o WASP na recuperação do óleo visto que ele recupera mais óleo com a mesma vazão de injeção.

Observa-se, entretanto, que o cenário do método de água alternando com vapor com vazão de injeção de 200 ton/dia pode se tornar viável, pois gasta-se menos com o vapor do que no método SAGD convencional. Isso acontece porque como a injeção, no WASP, é compartilhada entre água e vapor, a quantidade de vapor injetada é a metade da do SAGD, diminuindo os custos com o mesmo. Para se obter um resultado mais qualitativo acerca dessa afirmativa, deve-se realizar uma análise econômica.

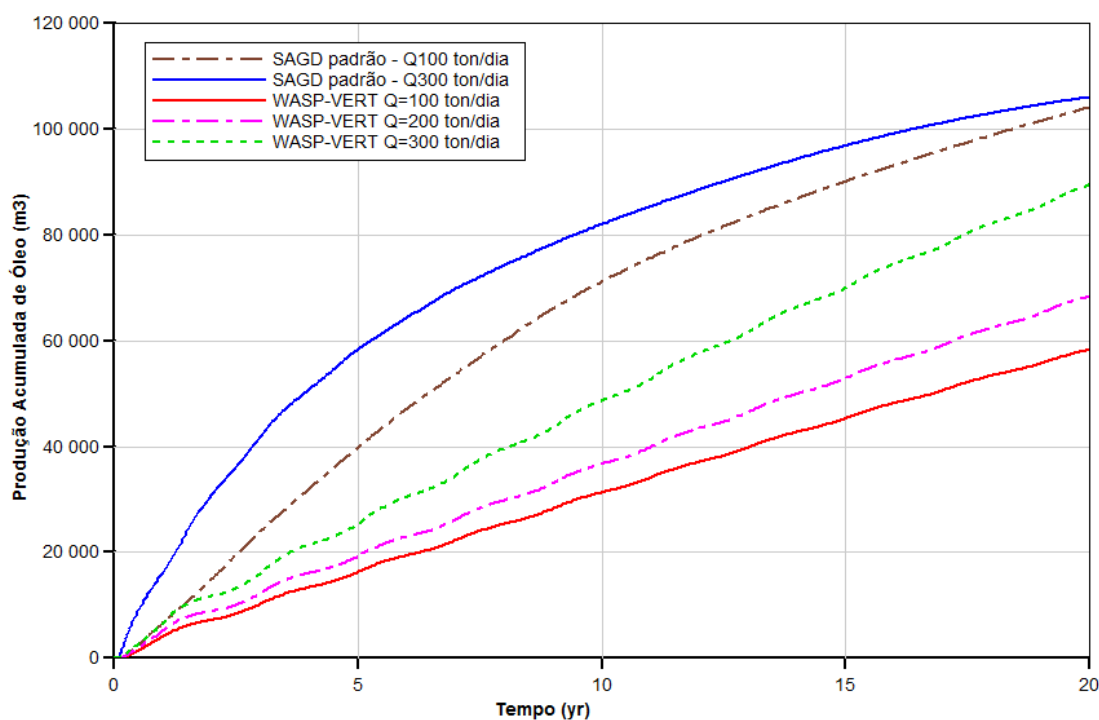
Figura 4 - Produção acumulada de óleo em m3 dos SAGD de 100 e 200 ton/dia e dos WASP com poço horizontal de 100 e 200 ton/dia.



Fonte: Autores (2019).

Simulou-se o cenário WASP com dois poços verticais. Tais resultados estão exibidos na Figura 5 com os resultados do SAGD. A produção acumulada do SAGD de 300 ton/dia foi a maior, seguida da SAGD de 100 ton/dia, e dos WASP verticais de 300, 200 e 100 ton/dia, respectivamente.

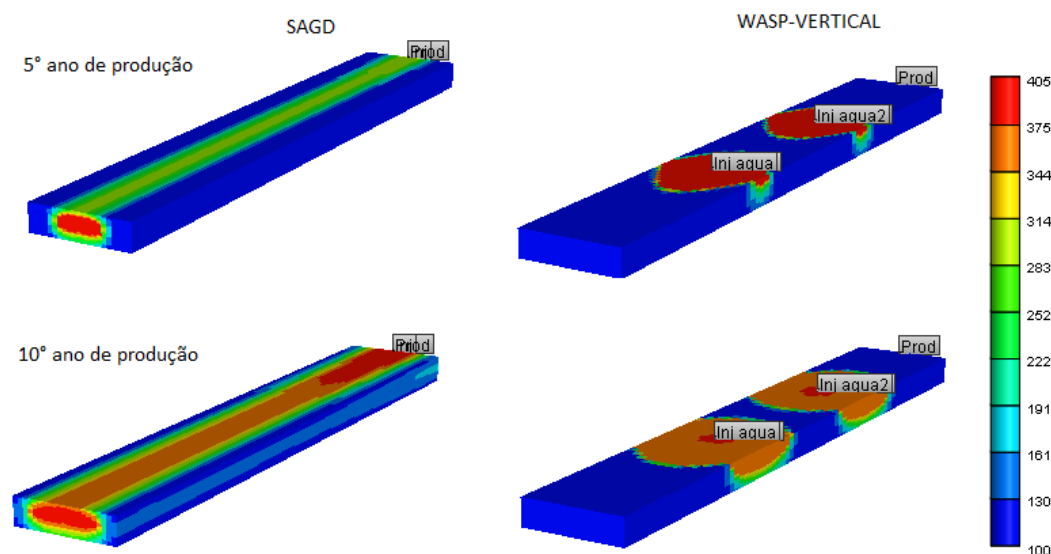
Figura 5 – Produção acumulada de óleo em m3 dos SAGD de 100 e 200 ton/dia e dos WASP com poço vertical de 100, 200 e 300 ton/dia.



Fonte: Autores (2019).

Na Figura 6, por fim, vê-se a comparação dos modelos 3D do SAGD e do WASP com poços verticais. Observa-se que a distribuição de temperatura no modelo WASP de poços verticais não é tão eficiente quanto a do SAGD ao longo dos anos simulados.

Figura 6 - Modelos 3D da injeção SAGD e WASP com poços verticais com a propagação da temperatura no reservatório.



Fonte: Autores (2019).

Conclusões

O método SAGD apresentou maior produção acumulada de óleo nos 20 anos de simulação quando em comparação com os WASP com poço horizontal e poços verticais. Isso é explicado pois no SAGD se injeta apenas vapor, aumentando a propagação de calor no reservatório em comparação com o WASP, que com altas vazões a água reduz a temperatura do reservatório. Foi observado, também, que a vazão ótima para a produção do óleo no SAGD foi de 200 ton/dia, pois a de 100 ton/dia não é suficiente para transferir uma quantidade de calor razoável ao reservatório e a área drenada é limitada, e a de 300 ton/dia apresenta a formação de caminhos preferenciais que prejudicam a eficiência de varrido do sistema.

Agradecimentos

Às colegas de pesquisa, Thayse Camila e Mariana Barbosa e à professora Glydianne Fernandes pelo compartilhamento de conhecimentos e coautoria no trabalho.

Referências Bibliográficas

- ALMEIDA, Luana Lyra de. *Estudo Comparativo da Injeção de Solução Polimérica e ASP em Reservatório Maduros de Óleo Médio*. 2015. 208f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.
- DINIZ, Anthony Andrey Ramalho. *Estudo da Injeção de Água e CO₂ em Reservatório Carbonático de Óleo Leve*. 2015. 186f. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015
- FERNANDES, Glydianne Mara Diógenes. *Estudo na Configuração de Poços no Processo Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (SAGD) em Reservatórios do Nordeste Brasileiro*. 2016. 95f. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.
- ROCHA, Emília Fernandes de Medeiros. *Análise do WASP como método de recuperação avançada aplicado em reservatórios de óleos pesados*. 2015. 53f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.